

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
институт
Теплотехника и гидрогазодинамика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ Заведующий кафедрой

_____ В.А. Кулагин
подпись инициалы, фамилия

« _____ » июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

140100.62 «Теплоэнергетика и теплотехника»

направление

Модернизация промышленно-отопительной котельной ООО
«КраМЗЭнерго»
тема

Пояснительная записка

Руководитель _____ доцент, к.ф-м.н. Е.Б. Истягина
ученая степень

Выпускник _____ М.В.Лизан

Нормоконтролер _____ Е.Б. Истягина

Красноярск 2016 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Общее описание котельной ООО «КраМЗЭнерго»	6
2 Техническая оценка состояния котельной ООО «КраМЗЭнерго» в сфере теплоснабжения города Красноярск	12
2.1 Описание основного котельного оборудования	12
2.2 Краткое описание технологического процесса	13
2.3 Сведения по топливу	13
2.4 Характеристика источников водоснабжения	14
2.5 Общее описание схемы химводоподготовки	14
(ХВП) промышленной котельной ООО «КраМЗЭнерго»	14
2.6 Схема подготовки химочищенной воды для питания котло- агрегатов БКЗ 75/39ФБ	16
2.7 Схема химводоочистки (ХВО) для подпитки тепловых сетей	16
2.9 Газоочистка и золоудаление (ГО и ЗУ)	18
2.10 Водоснабжение и канализация	18
3 Общая экологическая информация	20
3.1 Климатические условия	20
3.2 Воздействие на атмосферу	20
3.3 Воздействие на гидросферу	22
3.4 Воздействие на литосферу	22
3.5 Характеристика местонахождения котельной ООО «КраМЗЭнерго» в экологическом аспекте	22
4 Инвестиционная характеристика реконструктивных мероприятий по увеличению тепловой мощности котельной	23
4.1 Оценка имеющихся водогрейных котлов	23
5 Анализ реконструктивных мероприятий по данным инвестиционной программы ООО «КраМЗЭнерго» на 2016-2017 годы	26
5.1 Выбор недостающего водогрейного котла	26
5.2 Назначение и область применения котла	27
5.3 Конструкция котла КВ-ТК-70-150	28
5.4 Система контроля и управления котла	31

5.5 Комплектность поставки элементов котла.....	31
6 Характеристика промышленно-отопительной котельной ООО «КраМЗЭнерго», как источника загрязнения атмосферного воздуха.....	37
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
СПИСОК ИСОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	40

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы обусловлена тем, что на промышленно-отопительной котельной ООО «КраМЗЭнерго» предусматривается в ближайшие годы ввести в эксплуатацию недостающий водогрейный котел №8. Ожидаемое при этом увеличение установленной тепловой мощности котельной на 60 Гкал/ч сводится здесь к проведению реконструктивных мероприятий по усовершенствованию действующих схем подготовки химочищенной и деаэрированной воды для подпитки теплосети с учетом повышения соответствующих показателей производительности до 700т/ч.

В настоящее время ООО «КраМЗЭнерго» — четвертый по мощности энергоисточник города Красноярска. Рабочая мощность котельной составляет 376 Гкал/час и обеспечивается работой 7-ми котлов: 4-х паровых и 3-х водогрейных.

Горячее водоснабжение потребителей обеспечивается бесперебойно даже при проведении ремонтов оборудования, все 365 дней в году.

Потребителями более 58% вырабатываемой ООО «КраМЗЭнерго» тепловой энергии на сегодня являются жилые массивы Советского района, а на долю предприятий промышленной зоны приходится около 28%. Оставшиеся объемы распределяются между бюджетными организациями и прочими энергопотребителями, в том числе социальной сферы города (детские сады, школы, больницы, магазины и т.п.).

Основной ресурс развития предприятия — работоспособный и профессиональный трудовой коллектив: 253 высококлассных специалиста стабильно, грамотно и надежно обеспечивают город теплом.

Благодаря труду всех работников организации технические проблемы всегда решаются своевременно и скоординированно, а ООО «КраМЗЭнерго» приобрело репутацию одной из лучших организаций Красноярска.

История создания и развития промышленной котельной ООО «КраМЗЭнерго» начинается с 1966г, когда Госпланом и Совнархозом СССР было принято решение строительства производственной котельной, предназначенной для покрытия паровой и тепловой технологической нагрузки промышленных площадок Красноярского Аллюминиевого и Красноярского Металлургического заводов.

В проектом задании строительство котельной предусматривало дополнительно частичное покрытие теплообеспечения жилого сектора района Зелёной Роши г. Красноярска.

В июле 1967 года строительство промышленной котельной Красноярского Металлургического завода было начато.

12 декабря 1972 года все тепловые схемы и оборудование поставлены под нагрузку, и запущены в работу первые два котлоагрегата, а в 1974 году запущены в работу еще два котлоагрегата.

В связи с продолжением строительства производственных мощностей в промышленной зоне, а также с развитием строительства жилья в Советском районе города требовалось расширение мощности промышленной котельной.

В 1974 году утверждается задание на разработку технического проекта «Расширение котельной и магистральных тепловых сетей».

В период с 1977г по 1999г поэтапно вводятся в работу три водогрейных котла типа ЭЧМ 60-2 с производительностью 60 Гкал/час.

С июня 2003г. управление промышленной котельной осуществляется самостоятельным юридическим лицом ООО «КраМЗЭнерго».

В настоящее время рабочая мощность котельной составляет 376 Гкал и теплоснабжение практически всего промышленного и жилого микрорайона Зеленая Роща входит в нагрузку ООО «КраМЗЭнерго».

В настоящее время промышленно-отопительные котельные играют большую роль в жизни города. При строительстве новых объектов недвижимости, заводов, предприятий потребитель задумывается о подключении инженерной инфраструктуры, а именно : отопления, горячего водоснабжения, подачи пара для производства. Для этого они и обращаются к ближайшим теплоисточникам, одним из которых и является промышленно – отопительная котельная ООО «КраМЗЭнерго».

Целью данной работы является - повышение тепловой мощности котельной ООО «КраМЗЭнерго», за счет внедрения нового экспериментального водогрейного котла.

1 Общее описание котельной ООО «КраМЗЭнерго»

Котельная (рисунок 1) расположена на значительном удалении от жилых массивов, в экологическом отношении благоприятно размещена по розе ветров. В связи с тем, что при проектировании котельной за основу был принят проект ТЭЦ, на сегодняшний день она имеет более энергоэффективный технологический цикл, который позволяет производить тепловую энергию с меньшими затратами. Учитывая, что котельная оборудована более эффективной системой газоочистки и золоудаления с применением электрофильтров, данный факт обеспечивает выполнение требований в области охраны окружающей среды.



Рисунок 1 –Котельная ООО «КраМЗЭнерго»

Основное производство тепловой энергии сосредоточено в производственно-отопительной котельной Общества, расположенной в 2км к востоку от ОАО «Красноярский алюминиевый завод» в районе «ТЭЦ-3». Золоотвал (рисунок 1.1) расположен в 3км на северо – восточной окраине левобережья г. Красноярска в районе карт иловых полей левобережных очистных сооружений ООО «КрасКом».

На котельной эксплуатируются четыре энергетических котлоагрегата типа БКЗ 75/39ФБ (рисунок 1.2.) и три водогрейных котлоагрегата типа ЭЧМ 60-2 (рисунок 1.3) с суммарной располагаемой мощностью 373 Гкал/час, позволяющие производить тепловую энергию в виде горячей воды и пара. Отпуск тепловой энергии потребителям в 2015 году составил 817 тыс. Гкал. В качестве основного топлива используется бурый уголь 2БР Бородинского разреза.



Рисунок 1.1 - Золоотвал ООО «КраМЗЭнерго»



Рисунок 1.2- Котел БКЗ 79/39 ФБ



Рисунок 1.3 – Котел ЭЧМ 60-2

В состав промышленно - отопительной котельной входят:
- топливное хозяйство со складом угля (рисунок 1.4), вагонными весами РС-150Ц13В, безъемкостным разгрузочным устройством (БРУ) с подъездными к нему железнодорожными путями и оборудование топливоподачи производительностью 400 тн./ч;



Рисунок 1.4 – Топливное хозяйство

- главный корпус с основным и котельно-вспомогательным оборудованием (рисунок 1.5);



Рисунок 1.5 – Главный корпус котельной

- служебно-бытовой корпус, в котором размещены административные, бытовые помещения и механические мастерские, столовая (рисунок 1.6);



Рисунок 1.6 – Столовая ООО «КраМЗЭнерго»

- химводоподготовка производительностью 810 м³/ч (рисунок 1.7);



Рисунок 1.7 – Цех ХВП

- система шлакозолоудаления с багерными насосами (рисунок 1.8) с золоотвалом (рисунок 1.1), состоящего из 1 и 2 карт общей емкостью 384 тыс.м³;



Рисунок 1.8 – Багерные насосы

- инженерные сети промплощадки, включая хозяйственной водопровод, трубопровод производственного водоснабжения, хозяйственную и промливневую канализацию, сооружения и трубопроводы осветленной воды;
- две дымовые трубы, высотой $H-1 = 100$ м. и $H-2 = 120$ м. (рисунок 1.9);



Рисунок 1.9 – Дымовые трубы

- открытая установка высоковольтных трансформаторов с путями перекачки (рисунок 2.1);
- мазутное хозяйство для приемки, хранения и подачи мазута к растопочным форсункам котлов (рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Резервуары с мазутом

Площадка промышленно - отопительной котельной ООО «КраМЗЭнерго» расположена к северо-востоку от г. Красноярска, на расстоянии около 1 км от КраЗа, на левом берегу реки Енисей. Золоотвал расположен в зоне промышленной застройки на северо – восточной окраине левобережья г. Красноярска в районе карт иловых полей левобережных очистных сооружений (ЛОС) ООО «КрасКом».

В районе расположения котельной находятся крупные предприятия: алюминиевый завод (РУСАЛ-Красноярск), Красноярская ТЭЦ-3, металлургический завод (КраМЗ), ООО «ДАК», ООО «Сегал».

Климат района резко континентальный со средней температурой наиболее холодной пятидневки - 40 °С, средней температурой отопительного периода - 5,9 °С. Средняя температура в летнее время +22 °С. Глубина сезонного промерзания грунта 2,5 м. Сейсмичность района 7 баллов.

В районе котельной имеется развитая сеть железных и автомобильных дорог. Проектом предусмотрены и выполнены подъездные ж/д пути и автодороги к котельной.

Топливоснабжение осуществляется железнодорожным транспортом с Бородинского угольного разреза, протяженность пути составляет 170 км.

2 Техническая оценка состояния котельной ООО «КраМЗЭнерго» в сфере теплоснабжения города Красноярска

2.1 Описание основного котельного оборудования

Для производства тепловой энергии в виде горячей воды и пара установлены энергетические паровые котельные агрегаты БКЗ 75/39ФБ (ст. № 1-4) в количестве 4 штук и три водогрейных котла ЭЧМ 60-2 (ст. № 5-7), оборудованные камерными топками для сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии.

Таблица 2.1 – Тепловые нагрузки 2015г.

Тепло-источник	Группа потребител.	Нагрузка Гкал/ч	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Нагрузка на технологию, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Полезный отпуск год, Гкал
ООО «КраМЗ Энерго»	Бюджетные потребители	18,42	17,49	0	1,13	54716,24
	Прочие потребители	70,51	51,42	16,57	2,52	253644,8
	Жкх	117,08	92,5	0	24,58	429636,7
	Собств. нужды	0,19	0,18	0	0,01	518
Итого: по ООО «КраМЗ Энерго»		206,40	161,59	16,57	28,24	738515,7

В качестве основного топлива используется бурый уголь Бородинского угольного разреза ($Q^P_H = 3600$ ккал/кг, $A^c_{cp} = 10\%$, $W^p_{cp} = 32\%$). Для растопки котельных агрегатов применяется топочный мазут М 100.

Тепловые нагрузки 2015 года в виде горячей воды при температурном режиме 150/70°C на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение (ГВС) представлены в Таблице 2.1.

Баланс мощности теплоисточника ООО «КраМЗЭнерго» по отпуску тепловой энергии по температурному графику 150/70 со срезкой на 138°C представлен в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Баланс мощности теплоисточника ООО «КраМЗЭнерго»

Наименование теплоисточника	Располагаемая мощность источника Гкал/час		Тепловая нагрузка с потерями в сетях, Гкал/ч		Нагрузка с учетом тепловых потерь в сетях, Гкал/час		Дефицит/резерв тепловой мощности, Гкал/час		
	По выработке тепловой энергии	По отпуску тепловой энергии							
			Тн.= - 40°	Тн.в = -34°	Тн.в= -40°	Тн.в.= -34°	Тн.в= -40°	Тн.в.= -34°	Тн.в= -40°
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Котельная ООО «КраМЗЭнерго»	375,8	352,4	353,1	274,6	247,1	40,0	37,03	-25,6	10,8

2.2 Краткое описание технологического процесса

Основным видом деятельности ООО «КраМЗЭнерго» является выработка и отпуск тепловой энергии.

Система теплоснабжения – открытая (150/70 °С).

Продолжительность работы системы теплоснабжения:

- в зимний период - 234 дня (5616 часов);
- в летний период (горячее водоснабжение) – 132 дня (3168 часов);

Суммарная установленная мощность 375 Гкал/час. Объектами теплоснабжения являются: жилые районы Зеленой рощи, а так же производственные предприятия промышленной площадки Советского района.

2.3 Сведения по топливу

На котельной в качестве основного топлива используется бурый уголь разреза «Бородинский» марки – 2БР ($Q_{н.р.} = 3663$ ккал/кг), который поступает в соответствии с договором с ОАО «Разрез Бородинский» и является местным видом топлива. Поставка осуществляется железнодорожным транспортом (180 км.) согласно схеме поставки, показанном на рисунке 2.

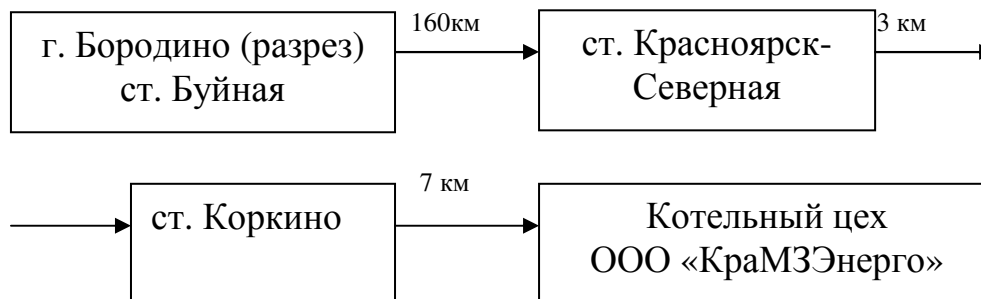


Рисунок 2 – Схема поставки и хранения топлива

2.4 Характеристика источников водоснабжения

В качестве исходной воды для системы горячего водоснабжения и отопления используется:

- хоз. питьевая вода из городской сети ООО «КрасКом»;
- производственная вода из сети водозабора ОАО «РУСАЛ-Красноярск».

2.5 Общее описание схемы химводоподготовки (ХВП) промышленной котельной ООО «КраМЗЭнерго»



Рисунок 2.1 - Цех химводоподготовки

На котельной при эксплуатации водоподготовительной установки приняты следующие схемы ХВП:

- Получение химически очищенной воды для питания паровых котлов с целью восполнения потерь пара и конденсата, при которой: хозяйственная вода фильтруется в механических фильтрах с кварцевым песком, затем проходит двухступенчатое умягчение в Na-катионитовых фильтрах с ионитом КУ-2-8 (рисунок 2.1) и термическую деаэрацию в деаэраторах питательной воды и далее направляется в паровые котлы, схема показана рисунке 2.2.

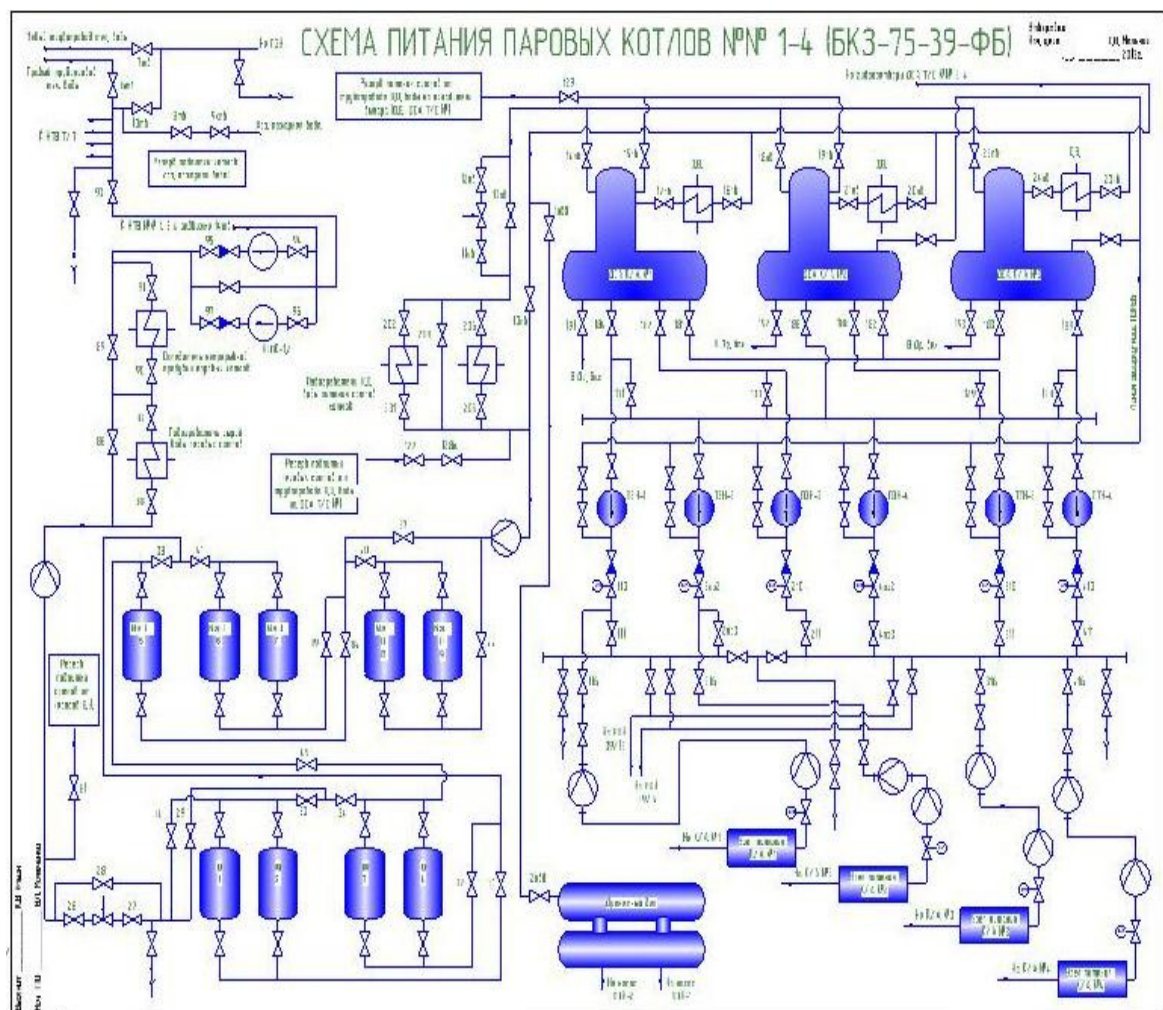


Рисунок 2.2 – Схема питания паровых котлов БКЗ 75/39 ФБ

- Получение химически очищенной воды для подпитки тепловой сети осуществляется по следующей схеме: исходная сырая вода проходит механическую очистку от взвешенных частиц и примесей, поступает на бактерицидную установку ОВД-250, в которой происходит микробиологическое обеззараживание, затем в Na-катионитовые фильтры (I ст.) для умягчения (удаления солей жесткости) до требуемых показателей.

После умягчения вода поступает в деаэрационные установки (ДСА

атмосферного типа) для удаления агрессивных газов и далее направляется на подпитку тепловой сети потребителям.

2.6 Схема подготовки химочищенной воды для питания котлоагрегатов БКЗ 75/39ФБ

1. Название схемы: двухступенчатое натрий-катионирование для умягчения природных вод с малой карбонатной жесткостью (щелочностью). Установленное оборудование, производительностью 100 м³/ч., обеспечивает восполнение расхода пара на производство (у потребителя) и восполнение расхода пара на собственные нужды.

2. В качестве исходной используется производственная вода, которая в ХВП поступает из главного корпуса подогретой до + 20-30⁰ С.

3. Схема включает в себя 3 группы фильтров со вспомогательным оборудованием, обеспечивающих подготовку химочищенной воды:

- группа механических фильтров (М), d = 2600 мм. – 4 шт.;
- группа натрий-катионитовых фильтров I ступени (NaI) d = 2600 мм – 3 шт.;
- группа натрий-катионитовых фильтров II ступени (NaII) d= 2600 мм – 2 шт.

Вода проходит 4 ступени обработки:

- механическую очистку;
- умягчение в натрий-катионитовых фильтрах I ступени;
- умягчение в натрий-катионитовых фильтрах II ступени (исключение «проскока жесткости»);
- термическую деаэрацию (удаление агрессивных газов);

Далее химочищенная вода направляется на питание паровых котлов (схема ХВО подпитки паровых котлов БКЗ 75-39ФБ).

2.7 Схема химводоочистки (ХВО) для подпитки тепловых сетей

Система ГВС открытая, поэтому схема обеспечивает восполнение утечек и нужды горячего водоснабжения. Производительность схемы 810 м³/ч. В качестве исходной используется хозпитьевая и производственная вода.

Схема включает в себя следующие группы фильтров и установок:

- 2 группы механических фильтров-М (4 шт. d=2000 мм., 4 шт. d=2600мм.);
- группу натрий-катионитовых фильтров (6 шт. d=3000 мм);
- установку магнитной обработки воды АМО (5 аппаратов);
- установку по обеззараживанию воды ОВ-150 (4 шт.);

- паровые подогреватели, насосы.
- Обработка производственной воды включает в себя 3 степени очистки:
 - удаление механических примесей на механических фильтрах (№ 10-17);
 - обеззараживание осветленной воды на бактерицидной установке ОВ-150(№ 14);
 - умягчение на натрий-катионитовых фильтрах (№ 18-23) в зимний период.

Обработка хозяйственной воды осуществляется по схеме одноступенчатого натрий-катионирования на фильтрах (№ 18-23).

В летний период года, когда тепловые сети работают только на горячее водоснабжение, обработка воды ведется по схеме: осветленная и обеззараженная производственная и хозяйственная вода проходят стадию омагничивания на аппаратах магнитной обработки воды (АМО). Стадия умягчения на натрий-катионитовых фильтрах в этот период не проводится в целях экономии соли и воды на собственные нужды. После обработки химочищенная вода поступает на деаэраторы тепловых сетей для дальнейшего удаления агрессивных газов (кислорода, углекислого газа, сероводорода и т.д.).

2.8 Электротехническая связь



Рисунок 2.3 - Трансформаторная площадка

Электроснабжение промышленно-отопительной ООО «КраМЗЭнерго» осуществляется от подстанции (ПС «Новокрасноярская»). По сетям ВЛ-220кВ на подстанцию РП-220 кВ (ООО «КраМЗ»), показанный на рисунке 2.3.

2.9 Газоочистка и золоудаление (ГО и ЗУ)

Для очистки содержащихся в дымовых газах летучей золы и частиц несгоревшего топлива на каждом котельном агрегате установлены электростатические золоуловители-электрофилтры, обеспечивающие степень очистки дымовых газов на 97-99%, в которых осуществляется улавливание и осаждение не только крупных, но и мельчайших фракций золы и частиц несгоревшего топлива. Накопившаяся в электрофилтрах зола, а также образующийся в процессе горения угля шлак удаляется из котельной при помощи системы гидравлического шлакозолоудаления, отличающейся высокой производительностью и надежностью.

Транспортировка шлакозоловой смеси производится на золоотвал по стальным трубопроводам (пульповодам) принудительно багерными насосами (рисунок 1.8). Багерная насосная станция расположена в главном корпусе котельной и для обеспечения бесперебойной работы гидрошлакозолоудаления оборудована тремя багерными насосами : один из них находится в работе, второй в резерве, а третий – в ремонте. Подача шлакозоловой пульпы за пределы котельной осуществляется по трем пульповодам диаметром Ду300 мм, один из которых находится постоянно в работе, два других в резерве.

Шлакозолоотвал полезной площадью около 19 га отдален от главного корпуса на расстояние около 3,9 км, показан на рисунке 1.1.

2.10 Водоснабжение и канализация

Источником производственного водоснабжения котельной является р. Енисей. Поступление воды осуществляется от береговой насосной станции ОАО «РУСАЛ-Красноярск» (рисунок 2.4) по двум водоводам Ду 300 мм.



Рисунок 2.4 – Береговая насосная станция

Источником хозяйственного (питьевого) водопровода является система городского водоснабжения ООО «КрасКом» 2Ду 400 мм.

Хозяйственные стоки от котельной направляются в коллектор на Левобережные очистные сооружения г. Красноярска, имеющие полную биологическую очистку.

Дождевые и талые сточные воды направляются в проливную канализацию.

2.11 Топливоподача и растопочное мазутное хозяйство



Рисунок 2.5 – Топливоподача

Топливо доставляется на площадку котельной по железной дороге в полувагонах и подается под разгрузку в безъемкостное разгрузочное устройство (БРУ), изображено на рисунке 2.5. Уголь из БРУ поступает в котельную или на склад угля по тракту топливоподачи, состоящему из: пластинчатого конвейера, дробилки дискозубой (ДДЗ-500), ленточных конвейеров 1-го подъема, дробильного отделения, ленточных конвейеров 2-го подъема, конвейеров бункерной галереи. Производительность каждой нитки конвейеров топливоподачи 200 т/ч. Открытый склад угля имеет возможность запаса топлива до 100 тыс. тонн, где производится штабелирование, уплотнение и хранение угля. Подача его со склада на тракт топливоподачи осуществляется гусеничным бульдозером ТЗ30.

Для растопки котлоагрегатов предусмотрено растопочное мазутное хозяйство в составе: приемно-сливного устройства, мазутосклада с двумя металлическими баками емкостью по 200 м³ (рисунок 1.10), мазутонасосной станции с системой напорных трубопроводов для подачи мазута в котельную.

3 Общая экологическая информация

3.1 Климатические условия

Климат района резко континентальный: зима суровая, лето непродолжительное, но жаркое.

Среднегодовая температура воздуха + 0.5 °С, среднемесячная температура воздуха в январе - 17.1 °С, в июле + 22.5 °С. Абсолютная минимальная температура в январе - 53°С, в июле + 2°С. Абсолютная максимальная температура в январе + 6°С, в июле + 38 °С. Средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца + 24.5 °С.

Средняя годовая относительная влажность воздуха 69 %, максимальная в декабре - феврале 75 %, минимальная в апреле - июне 55 %.

Среднее годовое количество осадков 380 мм, минимальное месячное в феврале 9-8 мм, максимальное месячное в июле 73 мм.

Зимой циклоническая деятельность развита незначительно - на высоте преобладают западные, а у поверхности земли юго-западные ветры. С наступлением весны циклоническая деятельность усиливается. Летом над территорией перенос воздушных масс обычно осуществляется с запада на восток.

Средняя годовая скорость ветра 3,5 м/с, отмечается усиление ветра весной до 4,6 м/с, поздней осенью до 4,1 м/с, в начале зимы до 4,2 м/с.

В районе наиболее часто в течение года отмечаются приземные инверсии. Повторяемость инверсий составляет около 60%. В холодное время года длительные периоды ясной погоды способствуют радиационному выхолаживанию поверхности и созданию благоприятных условий для формирования инверсий. Отмечается четко выраженный годовой ход повторяемости приземных инверсий с зимним максимумом, при этом повторяемость приземных инверсий составляет 60-75 %.

Летние значения повторяемости составляют 47 процентов.

Приподнятые инверсии с нижней границей меньше 250 м отмечаются очень редко, в 3-5 % случаев. В зимние месяцы приподнятые инверсии с нижней границей меньше 0,5км достигают 10%. Летом повторяемость приподнятых инверсий с нижней границей ниже 0,5км составляет 4-6%.

Суточный ход средних значений мощности и интенсивности приземных инверсий выражен довольно четко, максимум отмечается в ночные и утренние часы, минимум - в дневные.

3.2 Воздействие на атмосферу

В технологическом процессе котельной наибольший объем химических загрязнителей образуется в процессе сгорания органического топлива. В уходящих газах котлов, сжигающих твердое топливо, в

значительных количествах содержится летучая зола, окислы серы, в основном в виде SO_2 , и оксиды азота, в основном в виде NO . Большая часть NO доокисляется в атмосфере до NO_2 . В атмосферу попадают, в основном, частицы золы. Такие частицы активно рассеивают свет, их наличие в атмосфере может вызывать ухудшение видимости. Наличие в атмосфере золы в повышенных концентрациях оказывает неблагоприятное воздействие на окружающую среду, условия жизни и здоровье человека.

Повышенное содержание в атмосфере диоксида серы, образующегося в процессе сжигания топлива, при определенных условиях приводит к образованию кислотных дождей, интенсивное выпадение которых оказывает негативное влияние на флору и фауну водоемов, вследствие их закисления, снижает продуктивность вечнозеленых лесов и сельскохозяйственных культур, приводит к изменению состава и геохимических свойств почвы, вызывает коррозию металлоконструкций и некоторых каменных сооружений (зданий). В соответствии с действующим списком, ПДК сернистого ангидрида максимально-разовая установлена на уровне $0,5 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная - $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Выбросы окислов азота при сжигании органического топлива связаны с окислением азота воздуха в высокотемпературном факеле и азота топлива, выделяющегося в начальном участке факела при термическом разрушении связанного азота. Количество выделяющихся окислов азота зависит в значительной мере от организации топочного процесса и может в определенном диапазоне регулироваться технологическими методами.

В состав окислов азота входят: моноокись азота NO (до 95 %), двуокись азота NO_2 (около 4-5 %), закись азота и другие окислы.

Среднесуточные ПДК для диоксида азота составляет $0,04 \text{ мг/м}^3$, для монооксида - $0,06 \text{ мг/м}^3$. Диоксид азота сохраняется в атмосфере в среднем около трех суток.

При взаимодействии с водяными парами он превращается в азотную кислоту и другие нитраты. Последние возвращаются в почву вместе с осадками. При обычных приземных концентрациях диоксид азота не оказывает вредного влияния на биосферу.

В экосистемах с недостатком азота осаждение ограниченных количеств азотных соединений (NH_4 , NO_3 и др.), являющихся удобрениями, даже полезно. Однако избыток этих соединений, который может локально создаваться выбросами котельных, способен вызывать закисление почв, изменение травяного покрова, ослабление сопротивляемости растений насекомым и вирусам. При концентрациях NO_2 в воздухе $0,28 - 0,56 \text{ мг/м}^3$ возможно снижение роста растений, а при концентрациях $4-6 \text{ мг/м}^3$ - острое повреждение. При попадании в легкие человека NO_2 концентрацией около $0,1 \text{ мг/м}^3$ оказывает раздражающее действие.

В технологическом процессе котельной также выделяются вредные вещества в виде неорганизованных выбросов:

- угольная пыль - вследствие выдувания мелких фракций (менее 10 мкм) из штабелей топливного склада, пыления при перевозке и разгрузке
- автомобильным транспортом и формировании штабелей, что ведет к загрязнению прилегающих территорий;
- углеводороды - выбросы технологического автотранспорта;
- золы и золовые частицы - пыление золошлаков при погрузке в автотранспорт и транспортировке.

3.3 Воздействие на гидросферу

Основной фактор, определяющий воздействие котельной на гидросферу - это водопотребление, водоотведение и водоиспользование:

- воды, загрязненной нефтепродуктами;
- воды от химических промывок оборудования;
- воды от периодических продувок нижних точек котельных агрегатов;
- воды от гидросмыва и аспирации сооружений топливоподачи;
- хозяйственных стоков;
- дождевых и талых вод с территории котельных, кровли зданий и сооружений.

3.4 Воздействие на литосферу

Источником загрязнения литосферы является осаждение твердых частиц аэрозолей под воздействием сил тяжести. Почвенный слой суши и водоемы являются главным конечным аккумулятором антропогенных токсичных веществ в атмосфере в результате их осаждения на поверхность.

3.5 Характеристика местонахождения котельной ООО «КраМЗЭнерго» в экологическом аспекте

Расположение промплощадки промышленно-отопительной котельной ООО «КраМЗЭнерго» с подветренной стороны господствующих юго-западных и западных ветров благоприятно для города по экологическим условиям, поскольку вредные вещества распространяются за пределы города.

Проектом учтено, что находящиеся по соседству крупные промпредприятия (КРАЗ, химзаводы, предприятия стройиндустрии и т.д.) уже создали большую экологическую нагрузку на воздушный бассейн и гидросферу района, поэтому к установке принято современное газоочистное оборудование.

В качестве золоуловителей для энергетических котлов предусмотрены электрофилтры типа УГ-2-3-26 и УГ-2-3-53, обеспечивающие степень очистки дымовых газов до 97-99 процентов.

Для рассеивания дымовых газов котлоагрегатов установлены дымовые трубы высотой 100 и 120 метров.

При работе котельного оборудования ООО «КраМЗЭнего» на бурых углях марки 2БР Бородинского разреза выбросы вредных веществ не превышают нормативов, установленных ГОСТ Р 50831-95.

Для исключения воздействия на окружающую среду в технологических процессах водоснабжения, гидрозолоудаления и отвода канализационных и сточных вод применены и эксплуатируются:

- обратная система внешнего гидрозолоудаления;
- противофльтрационный экран в ложе золоотвала;
- обратная система гидросмыва тракта топливоподачи;
- фекально-насосная станция стоков.

4 Инвестиционная характеристика реконструктивных мероприятий по увеличению тепловой мощности котельной

4.1 Оценка имеющихся водогрейных котлов

На котельной ООО «КраМЗЭнерго» установлено четыре котла БКЗ-75-39ФБ и три водогрейных котла ЭЧМ-60-2. Согласно техническому проекту, предусматривалась установка четырех экспериментальных котлов ЭЧМ-60-2, показаны на рисунке 4.2), однако по факту было смонтировано и введено в эксплуатацию только три водогрейных котла.



Рисунок 4.1 – Дымосос котла №8

На сегодняшний день в ячейке недостающего водогрейного котла №8 имеются дымосос (рисунок 4.1) газоходами и корпус электрофилтра.

Проектные данные по котлу ЭЧМ-60-2 Барнаульского котельного завода, приведенные в таблице 4.1, рассчитаны на сжигание бурого угля марки "2БР" со следующими характеристиками: влажность $W^T = 35,0\%$, зольность на сухую массу $A^{1'} = 10,4\%$, рабочая низшая теплота сгорания $Q_j^r = 3100$ ккал/кг, выход летучих на горючую массу $V^r = 48\% \gg$.

Таблица 4.1 - Техническая характеристика котла ЭЧМ-60-2

Показатель	Единица измерения	Значение показателей	
		Проектное	Минимальное
1.Теплопроизводительность	Гкал/ч	60	40
2.Расчетная температура: -на входе в котел -на выходе из котла	°C	70 150	
3.Минимальное давление воды на выходе по условию вскипания	кгс/см ²	9	
4.Расход воды через котел	м ³ /ч	742	550
5.Температура уходящих газов	°C	185	150
6.Расчетный КПД котла	%	88,0	89,0

Котел ЭЧМ-60-2 имеет П-образную компоновку, а топочная камера и горизонтальный газоход экранированы трубами 0 57х3 мм (сталь 20) с шагом 64 мм. Пылеугольная топка - открытого типа, с твердым шлакоудалением. Объем топочной камеры составляет 330 м³, а суммарная лучевоспринимающая поверхность топки - 282 м². Конвективная поверхность котла, разделенная на первую и вторую ступени (по ходу газов), состоит из труб 0 32х3 мм с шагом S₁—80 мм и S₂=60 мм. Общая площадь данной поверхности, расположенной в опускной шахте котла, составляет 1070 м². Между первой и второй ступенями ложен трубчатый воздухоподогреватель, имеющий поверхность нагрева с площадью 2760 м².

Компоновка оборудования котлов ЭЧМ-60-2 представлена на рисунке 4.2.

На котле ЭЧМ-60-2 имеется две системы пылеприготовления прямого вдувания с воздушной сушкой, которые оборудованы молотковыми мельницами типа ММТ-1500/1910/740 с гравитационными сепараторами. Уголь из бункера сырого угля транспортируется к мельницам скребковыми питателями типа СПУ-700/4000. Тягодутьевое оборудование котла включает по одному дутьевому вентилятору типа ВДН-20 П (рисунок 4.3) и дымососу

типа Д20х2 с производительностью соответственно 100000 и 240000 м³/ч. Очистка дымовых газов осуществляется в элетрофильтре типа УГ-2-3- 26-01, а КПД золоулавливания составляет 98%.

Наличие готового проекта и соответствующей ячейки под недостающий водогрейный котел, а также однотипность оборудования имеющихся котлов ЭЧМ-60-2 (ст.№№5-7) предполагает, прежде всего, рассмотрение варианта по монтажу котла ст.№8 того же типа.

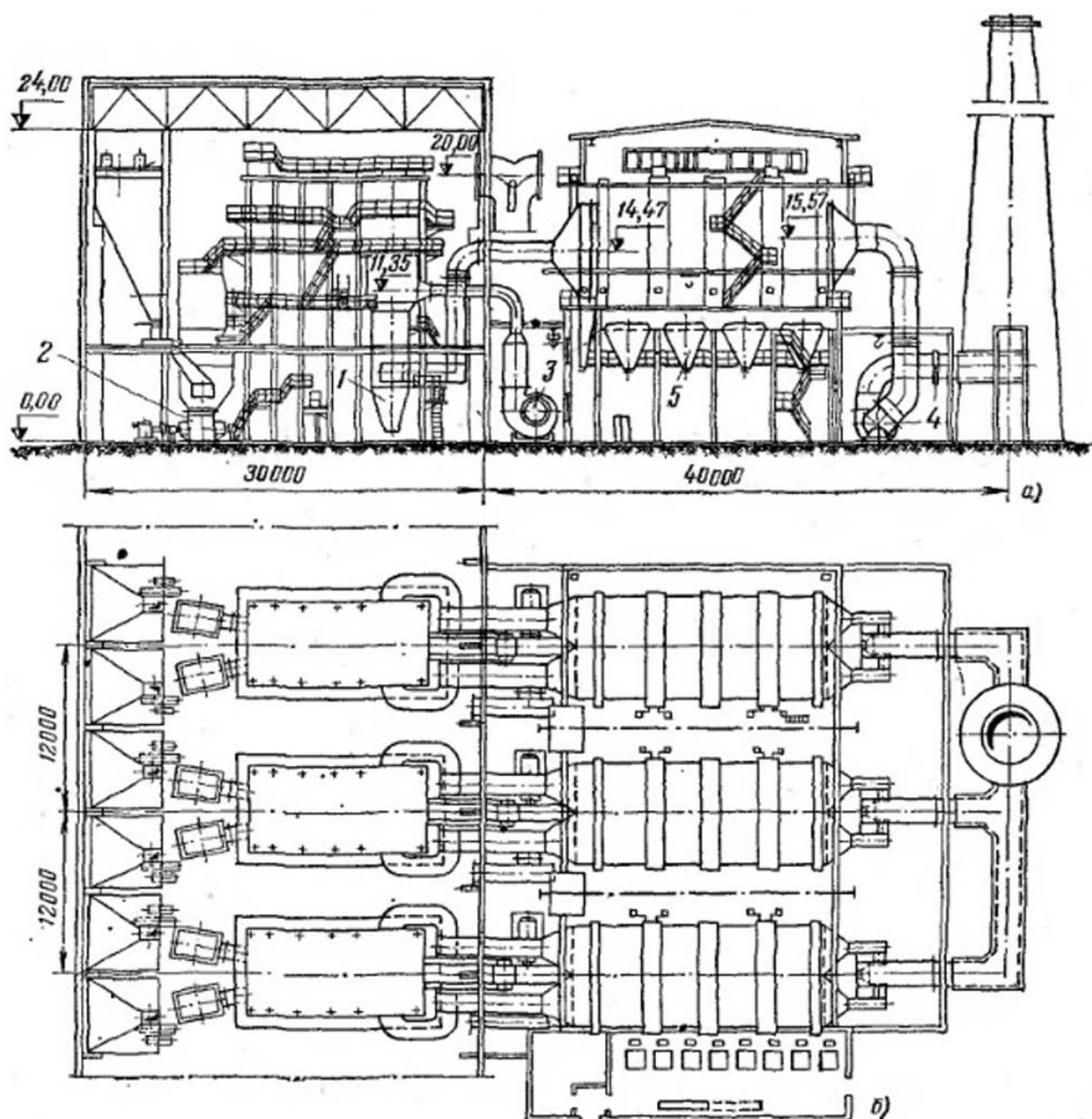


Рисунок 4.2 – Компоновка оборудования котлов ЭЧМ-60-2

Однако для этих котлов, как установлено соответствующими испытаниями, характерны следующие весьма существенные недостатки:

- негазоплотное исполнение поверхностей нагрева;
- тяжелая обмуровка;

- обгорание горелок из-за затягивания в них факела (особенно на пониженных нагрузках);
- низкий КПД брутто котла;
- высокие выбросы оксидов азота.



Рисунок 4.3 - Дутьевой вентилятор типа ВДН-20 II

Таким образом, выполненный анализ свидетельствует, что на сегодняшний день модель котла ЭЧМ-60-2 является морально устаревшей, согласно чему подобные котлы сейчас не выпускаются, хотя ПК «Сибэнергомаш» (г.Барнаул) не исключает возможности их изготовления по индивидуальному заказу.

5 Анализ реконструктивных мероприятий по данным инвестиционной программы ООО «КраМЗЭнерго» на 2016-2017 годы

5.1 Выбор недостающего водогрейного котла

Поиск серийного водогрейного котла с заданной теплопроизводительностью в размере 60...70 Гкал/ч показал, что в отечественной промышленности аналоги таких котлов отсутствуют. В этой связи представляется возможным вариант по конструктивному совершенствованию экспериментального котла ЭЧМ-60-2, по данным параметрам этого котла будет создан экспериментальный котел КТВК 70-150.

Очевидно, необходимым условием для усовершенствованного котла КТВК 70-150 должно быть его изготовление в газоплотном исполнении. По

сути это требует кардинальной корректировки имеющегося проекта, в том числе применительно к обеспечению топочного процесса. Применение здесь вихревых горелок нецелесообразно как по условиям их надежности, так и ввиду более высоких выбросов оксидов азота, а прямоточные эжекционные либо щелевые горелки могут способствовать набросу факела на тыл и шлакованию тыльного экрана.

При фронтальном расположении горелок более предпочтительным будет сжигание топлива в низкотемпературном вихре (НТВ-технология). Особенностью указанной технологии является формирование в холодной воронке горизонтального вихря за счет наклона вниз горелок и подачи до 30% воздуха через сопла нижнего дутья. Наряду с интенсивным массообменом, снижение факела в холодную воронку позволяет уменьшить температуру газов на выходе из топки и за котлом. Для обеспечения бесшлаковочной работы топки, вероятно, потребуется установка дымососа рециркуляции газов.

5.2 Назначение и область применения котла

Экспериментальный котел КВ-ТК-70-150 предназначен для нагрева сетевой воды, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов промышленного и бытового назначения.

Водогрейный котел КВ-ТК-70-15 – вертикально - водотрубный прямоточный, с уравновешенной тягой. Трубная часть котла (несущая, без каркаса) установлена на опорную конструкцию под нижними коллекторами котла. Топочная камера призматической формы представляет газоплотную блочную конструкцию, выполненную из цельносварных мембранных панелей заводского изготовления, что позволяет уменьшить присосы неорганизованного воздуха в топку и применить облегченную теплоизоляцию.

По осям труб топка имеет размеры 6264х6244 мм. В нижней части топки фронтальной и задней экраны образуют скаты холодной воронки с углом наклона к горизонтали 50°. Боковые экраны имеют плоскую конструкцию. Все экраны топки выполнены из труб 42х4 с варкой полосы из стали 20 толщиной 4 мм (шаг труб в 80 мм). Надежность работы плавников панелей топочных экранов подтверждена расчетом и многолетним опытом их эксплуатации. Технические характеристики котла указаны в таблице 5.

Таблица 5 - Технические характеристики котла

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
Теплопроизводительность	МВт (Гкал/ч)	70(60)
Температура воды1 на входе в котел на выходе из котла	°С	70 150
Расход воды*	т/ч	735
Максимальное давление сетевой воды на входе в котел (избыточное)*	МПа Л (кгс/см)	1,6 (16,3)
Минимальное рабочее давление сетевой воды на выходе из котла (абсолютное)	МПа (кгс/см ²)	1,0 (10,2)
Рабочий диапазон регулирования теплопроизводительности	%	60-100
КПД котла (расчетный)*	%	91,0
Температура уходящих газов	°С	143
Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель	°С	30
Выбросы оксидов азота при $\alpha = 1,4$	О мг/нм	< 400
Масса котла	т	330

5.3 Конструкция котла КВ-ТК-70-150

Котел КВ-ТК-70-150 (см. рисунок 5.2 и 5.3)- водогрейный, вертикально-водотрубный прямоточный, с уравновешенной тягой. Трубная часть котла несущая, без каркаса, установлена на опорную конструкцию под нижними коллекторами котла.

Топочная камера призматической формы, представляет собой газоплотную блочную конструкцию, выполненную из цельносварных мембранных панелей заводского изготовления, что позволяет уменьшить присосы неорганизованного воздуха в топку и применить облегченную теплоизоляцию.

Размеры топки по осям труб 6264х6244 мм. В нижней части топки фронтальной и задней экраны образуют скаты холодной воронки с углом наклона к горизонтали 50°. Боковые экраны имеют плоскую конструкцию.

Все экраны топки выполнены из труб 42х4, сталь 20, сваркой полосы из стали 20 толщиной 4 мм, шаг труб в панелях топочных экранов - 80 мм. Надежность работы плавников панелей топочных экранов подтверждена расчетом и многолетним опытом эксплуатации.

Жесткость и прочность стен топки обеспечивается установленными по

периметру топки горизонтальными поясами жесткости. Топка оснащается необходимым количеством гарнитуры (лючков и лазов) для организации измерений и наблюдения за топочным процессом, обслуживанием и ремонтом поверхностей нагрева.

Топочно-горелочное устройство. Топочно-горелочное устройство котла представлено 4-мя прямоточными горелками, установленными на боковых стенах топки тангенциально в один ярус и системой нижнего дутья (СНД).

Для обеспечения нормативных выбросов оксидов азота ($\text{NO}_x < 400 \text{ мг/м}^3$) предусмотрено ступенчатое сжигание топлива за счет подачи части вторичного воздуха в холодную воронку через сопла нижнего дутья, расположенные по встречно-смещенной схеме на скатах холодной воронки под углом 15° к горизонтали. Кроме того, применение системы нижнего дутья способствует уменьшению провала и увеличивает диапазон устойчивости сжигания пылеугольного топлива без подсветки факела мазутом.

Применение в качестве горелочных устройств прямоточных горелок, применение системы нижнего дутья позволит иметь устойчивый топочный процесс на всех режимах работы, низкую концентрацию NO_x в выбросах котла, эксплуатационно-чистое состояние поверхностей топки и конвективных поверхностей.

Растопка котла производится посредством четырех мазутных растопочных горелок, расположенных вблизи основных горелок. Каждая мазутная горелка комплектуется устройствами дистанционного розжига и селективного контроля факела запальника и горелки (ЗСУ-ПИ-45-03-1000 - 4 шт.). Растопочным топливом для запальников является пропан-бутановая смесь.

Расход и давление мазута на растопку котла: $D=4 \text{ т/ч}$, $P_{\text{mm}}=5 \text{ кгс/см}^2$.

Расход и давление газа на розжиг: $D=4-10 \text{ м}^3/\text{ч}$ на запальник (4 шт.), $P=0,1-0,6 \text{ кгс/см}^2$.

Пылеугольные и растопочные горелки, а также сопла нижнего дутья крепятся на коробках, приваренных к экранным трубам, и при тепловых расширениях экранов перемещаются вместе с ними.

Конвективная поверхность нагрева расположена в конвективном газоходе сомкнутом с топкой в верхней ее части. Тип пучка - шахматный. Пакеты змеевиков расположены параллельно фронту котла навстречу друг другу. Пакеты мембранного исполнения из труб $42 \times 4 \text{ мм}$ с шагом $SI=120 \text{ мм}$.

Шлакоудаление.

Для удаления шлака, выпадающего в холодную воронку, в нижней части топки предусмотрена установка непрерывного механизированного шлакоудаления. Транспортирование шлака, выпадающего из топки, осуществляется с помощью винтового шнекового транспортера непрерывного действия. Имеется постоянный гидравлический затвор топки с системой шлакоудаления, что исключает присосы неорганизованного воздуха в топку и позволяет компенсировать тепловые перемещения экранов

при разогреве и охлаждении.

Гидравлическая схема котла.

Сетевая вода из подводящего коллектора подается в нижние коллекторы фронтного и заднего экранов. После параллельного подъемного движения по ним, вода подается в потолок конвективного газохода. Затем она попадает в конвективный пакет, а после него подается в боковые стены топки, где после параллельного подъемного движения в них подается в выходной коллектор.

Воздухоподогреватель. Воздухоподогреватель выполнен в виде выносной колонки, соединенной с конвективным газоходом перепускными коробами. Воздухоподогреватель выполнен 3-ходовым по воздуху. Кубы воздухоподогревателя опираются друг на друга и на собственную раму. С целью уменьшения золотого износа. труб кубов воздухоподогревателей.

Очистку конвективной ступени и трубчатого воздухоподогревателя предполагается производить с помощью генератора ударных волн (ГУВ) методом ударно-волновой очистки (УВО). По принципу действия УВО аналогична газоимпульсной очистке, отличие заключается в выборе в качестве энергоносителя пороха, благодаря чему генераторы ударных волн легки, удобны в эксплуатации и безопасны.

УВО хорошо зарекомендовала себя при очистке поверхностей водогрейных и паровых котлов, работающих на различных видах топлива. Температура уходящих газов понижается на 3 - 24 °С. Повреждений поверхностей нагрева от данного способа очистки не наблюдается. В настоящее время установки ГУВ и заряды к ним выпускаются серийно.

Котельно-вспомогательное оборудование.

Для подготовки топлива к сжиганию принята индивидуальная система пылеприготовления прямого вдувания с двумя молотковыми мельницами типа ММТ-1500/1910/740 под давлением, сушильным агентом является смесь горячего воздуха и уходящих газов.

Котел оснащается следующим тяго-дутьевым оборудованием:

- дымосос Д-20х2 - 1 шт.,
- дутьевой вентилятор ВДН-19К - 1 шт.,
- дымосос рециркуляции типа ДН-12,5у-1шт.

Для подогрева воздуха во время растопки котла устанавливаются паровые калориферы (СП-90-28 - 2 шт.).

Установка калориферов перед воздухоподогревателем обеспечивает предварительный подогрев воздуха до температуры, исключающей коррозию второго по ходу воздуха куба воздухоподогревателя, а скорость коррозии первого по ходу куба не превышает допустимую величину - 0,2 мм/год.

Дополнительный подогрев воздуха при работе котла в зимнее время осуществляется за счет рециркуляции части горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов.

5.4 Система контроля и управления котла

1. Систему контроля и управления котла (СКУ) предлагается выполнить в виде распределенной, цифровой системы, базирующейся на современной микропроцессорной технике, для комплексной автоматизации котла с целью оптимизации его режимов работы.

2. Система контроля и управления (СКУ) осуществляет следующие функции:

- представление информации оператору о ходе и нарушениях технологического процесса: показание, регистрация, сигнализация и протоколирование;

- дистанционное управление регулирующими и запорными органами;
- автоматическое регулирование;
- дискретно-логическое управление (ФГУ);
- защиту котла.

Надежность и ресурс.

Срок службы - 30 лет.

Средняя наработка на отказ, не менее -3000ч.

Средний срок службы между капитальными ремонтами – 5 лет.

5.5 Комплектность поставки элементов котла

Котел:

- Топочные экраны с коллекторами.
- Экран конвективного газохода с коллекторами.
- Конвективный пакет.
- Опорная конструкция котла.
- Трубопроводы подвода и отвода воды в пределах котла.
- Трубопроводы дренажные, воздушные, отборов проб в пределах котла.

- Мазутопроводы в пределах котла.

- Горелки и сопла нижнего дутья.

- Газовые короба и щиты газоходов.

- Гарнитура.

- Площадки и лестницы.

- Комплект запчастей.

- Комплект необходимой проектной документации. !

- Комплект необходимой монтажной документации.

Комплекующие котла:

- Форсунки пароакустические.

- Запальники электрогазовые с приборами контроля и управления.

- Арматура котла.

- Генераторы ударных волн для очистки поверхностей нагрева котла2.
 - Калориферы.
- Котельно-вспомогательное оборудование.
- Дымосос Д-20х2 - 1 шт.
 - Вентилятор ВДН-19К-1шт.
 - Дымосос рециркуляции ДН-12,5у - 1шт.
 - Na-катионитовые фильтры (рисунок 5.1)



Рисунок 5.1 - Na - катионитовые фильтры

Жесткость и прочность стен топки обеспечивается установленными по ее периметру горизонтальными поясами жесткости. Топка оснащается необходимым количеством гарнитуры в виде лючков и лазов, используемых для организации измерений и наблюдения за топочным процессом, а также для обслуживания и ремонта поверхностей нагрева.

В топочно-горелочном устройстве котла представлено четыре прямооточных горелки, установленных на боковых стенах топки тангенциально в один ярус с системой нижнего дутья.

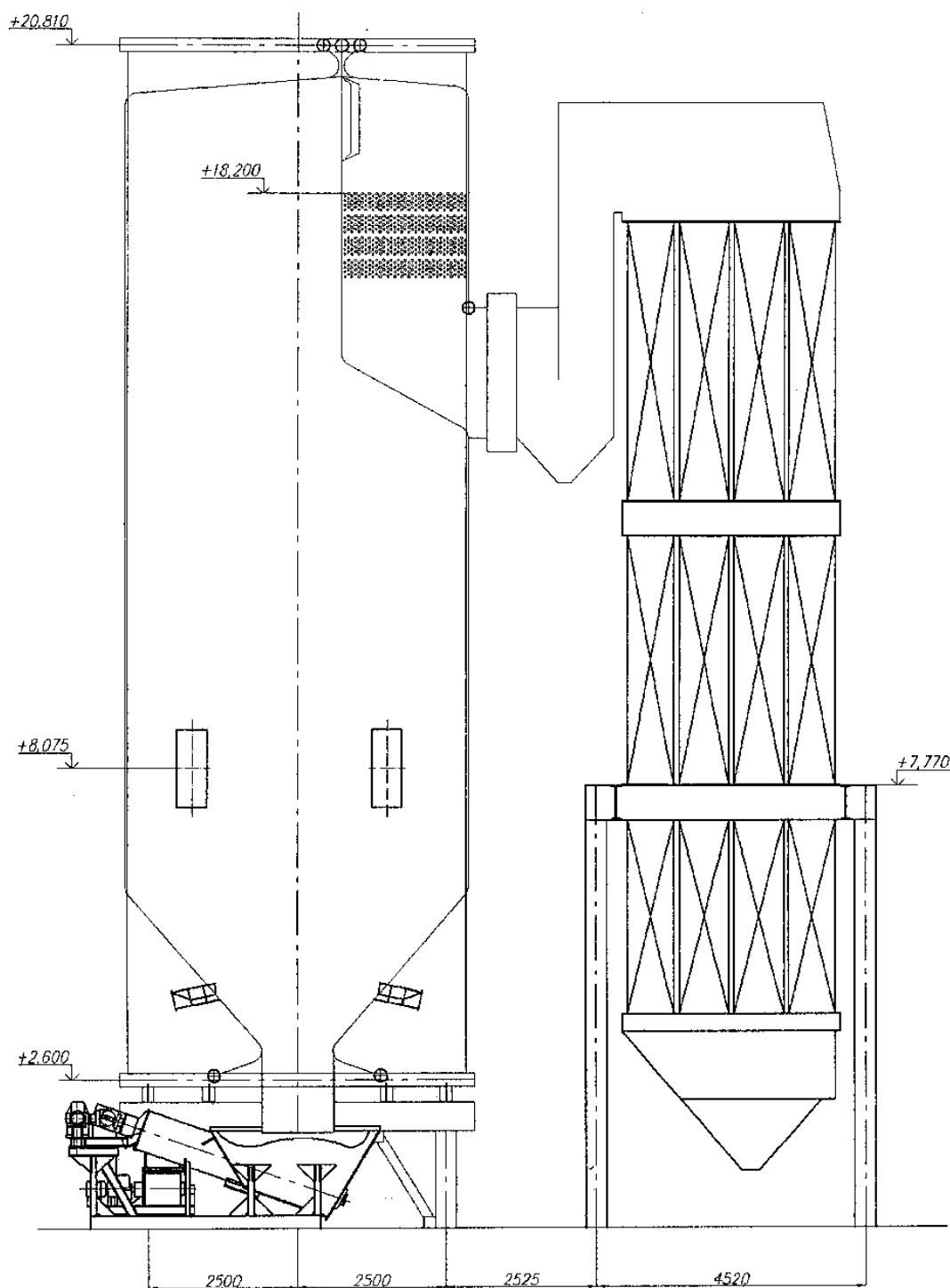


Рисунок 5.2 - Котел водогрейный КВ-ТК-70-150. Общий вид.
Продольный разрез

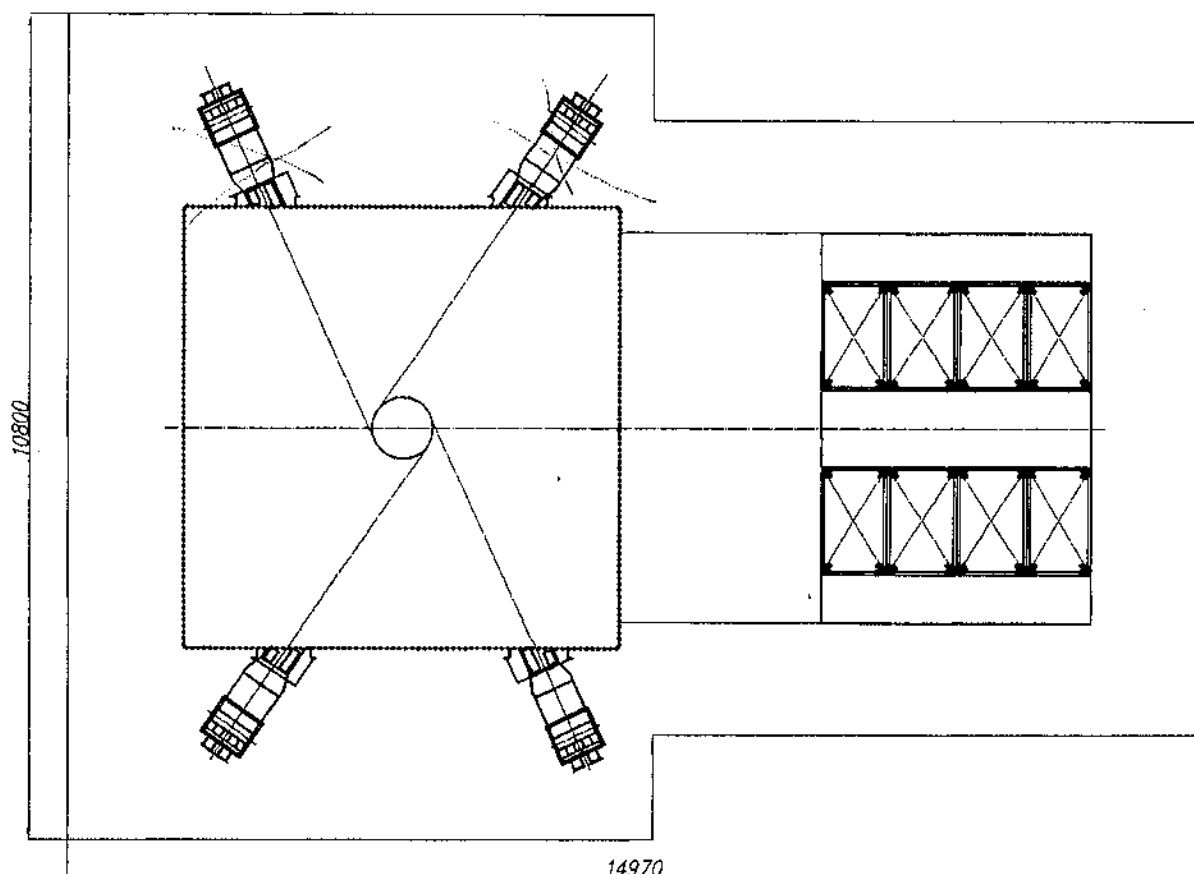


Рисунок 5.3. Схема расположения горелочных устройств

- обеспечение устойчивого топочного процесса на всех режимах работы котла;
- низкая концентрация N в выбросах котла;
- эксплуатационно-чистое состояние поверхностей топки и конвективных поверхностей.

Конвективная поверхность нагрева расположена в конвективном газоходе, сомкнутом с топкой в ее верхней части. Тип пучка - шахматный. Пакеты змеевиков расположены параллельно фронту котла навстречу друг другу. Пакеты имеют мембранное исполнение из труб 42x4 мм с шагом $S_1=120$ мм.

Для удаления шлака, выпадающего в холодную воронку, в нижней части топки предусмотрена установка непрерывного механизированного шлакоудаления с использованием винтового шнекового транспортера непрерывного действия. Имеется постоянный гидравлический затвор топки с системой шлакоудаления, что исключает присосы неорганизованного воздуха в топку и позволяет компенсировать тепловые перемещения экранов при их разогреве и охлаждении.

Воздухоподогреватель представляет выносную колонку, соединенную с конвективным газоходом перепускными коробами. Кубы воздухоподогревателя, выполненного трехходовым по воздуху, опираются друг на друга и на собственную раму. На входе в каждый куб воздухоподогревателя устанавливаются защитные насадки (трубы 40х1,5 мм длиной 150 мм), что обусловлено необходимостью уменьшения золотого износа соответствующих труб.

Для подогрева воздуха во время растопки котла предусмотрены два паровых калорифера СП-90-28 с их установкой перед воздухоподогревателем, что обеспечивает предварительный подогрев воздуха до температуры, исключающей коррозию второго по ходу воздуха куба воздухоподогревателя. При этом ожидаемая скорость коррозии первого по ходу куба не превышает допустимую величину в размере 0,2 мм/год. Дополнительный подогрев воздуха при работе котла в зимнее время осуществляется за счет рециркуляции части горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов.

С точки зрения аэродинамики топочного процесса, его надежности и экономичности последний вариант по выбору недостающего водогрейного котла является наиболее предпочтительным. В качестве недостатка котла КВ-ТК-70-150 можно отметить наличие в его компоновке пылепроводов большой длины, работающих под давлением.

Подготовка топлива к сжиганию предусматривается здесь с использованием — индивидуальной системы пылеприготовления прямого вдувания под давлением и сушильного агента в виде смеси горячего воздуха и уходящих газов, для чего необходимо приобретение двух молотковых мельниц типа ММТ-1500/1910/740. В перечень тягодутьевого оборудования, поставляемого в комплекте с данным котлом, входят дымосос Д-20х2, дутьевой вентилятор ВДН-19К и дымосос рециркуляции - типа ДН-12,5у в количестве по 1 шт. Поскольку дымосос для недостающего водогрейного котла уже смонтирован, то комплектный дымосос можно отнести к разряду резервного оборудования (или наоборот).

Наконец, при эксплуатации водогрейного котла КВ-ТК-70-150 необходимо также использование соответствующей технологической оснастки согласно елс- — дующему перечню:

- пылегазоочистной электрофильтр типа УГ-2-3-53-04;
- четыре аппарата водяной очистки топочных экранов типа 221 ЭОБ00200.000 (предприятие-изготовитель - ОАО «Красмашзавод», г.Красноярск);
- комплект оборудования системы контроля и управления котлом с программно-техническим комплексом «Siemens» (разработка Красноярского филиала ОАО «Сибирский ЭГТЦ»), показанным на рисунке 5.4.



Рисунок 5.4 – Программно-технический комплекс «Siemens»

Таким образом, для монтажа на котельной ООО «КраМЗЭнерго» рекомендуется котел КВ-ТК-70-150.

6 Характеристика промышленно-отопительной котельной ООО «КраМЗЭнерго», как источника загрязнения атмосферного воздуха.

Предприятие ООО «КраМЗЭнерго» занимается выработкой и передачей тепловой энергии и горячей воды на нужды населения и предприятий советского района. Основным источником атмосферных выбросов является котельная предприятия, которая оснащена паровыми и водогрейными котлами.

Многочисленно проанализирован состав и динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельной за 2007-2015г. (табл.6.1).

В процессе сжигания органического топлива с дымовыми газами в атмосферу поступают:

- пыль неорганическая (зола);
- сернистый ангидрид;
- окислы азота;
- окислы углерода;
- пятиокись ванадия (соединение 1 класса опасности).

Таблица 6.1 – Динамика атмосферных выбросов ООО «КраМЗЭнерго»

Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности	Количество атмосферных выбросов, т/год
		2015
Пятиокись ванадия	I	0,033
Диоксид азота	IV	297
Сернистый ангидрид	IV	1090
Оксид углерода	IV	294
Пыль неорганическая	IV	635
Итого		2316,033

Из табличных данных видно, что в 2015 году количество выбросов в атмосферу не превышало установленных предельно допустимых. Это связано с тем, что на котельной установлены электрофильтры типа «УГ-2-3», эффективность очистки на которых составляет 97-98%.

Произведем расчет выбросов от установленного котла КВТК 70-150.

Источник загрязнения : труба

Источник выделения NO₂, Котел №8 КВТК 70-150

Коэффициент трансформации окислов азота в NO₂, $RNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации окислов азота в NO, $RNO = 0.13$

Очистная установка , $OCH =$ Электрофильтр УГ/2-3-53-04

Кпд очистки, % , $KPD = 97$

Исходные данные по видам сжигаемого топлива:

Вид топлива: бурые угли

Месторождение, марка топлива: Канско-Ачинский (Ирша-Бородинский), Б2Р

Теплота сгорания, ккал/кг , $QRK = 3833$

Пересчет в Мдж/кг , $QR = QRK * 0.004186 = 3833 * 0.004186 = 16.04$

Расход натурального топлива, т/год , $BT = 34192.81$

Средний расход натурального топлива, т/час , $BGSR = 14.7$

Средний расход условного топлива, т/час , $BGYTSR = BGSR * QRK / 7000 = 14.7 * 3833 / 7000 = 8.05$

Максимальный расход натурального топлива, т/час , $BG = 17.3$

Расход условного топлива, т/год , $BTYT = BT * QRK / 7000 = 34192.81 * 3833 / 7000 = 18723$

Макс.расход условного топлива, т/час , $BGYT = BG * QRK / 7000 = 17.3 * 3833 / 7000 = 9.47$

Содержание азота в топливе (в % на горючую массу)

- среднее , $NGSR = 0$

- максимальное , $NG = 0$

Зольность топлива в %, средняя , $ARSR = 7.4$

Зольность топлива в %, максимальная , $AR = 8.8$

Сернистость топлива в %, средняя , $SRSR = 0.2$

Сернистость топлива в %, максимальная , $SR = 0.21$

Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, % , $Q_4 = 1$

Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, % , $Q_3 = 0.5$

Вид топлива: мазут

Месторождение, марка топлива: Мазут малосернистый,

Теплота сгорания, ккал/кг , $QRK = 9943$

Пересчет в Мдж/кг , $QR = QRK * 0.004186 = 9943 * 0.004186 = 41.6$

Расход натурального топлива, т/год , $BT = 22.29$

Средний расход натурального топлива, т/час , $BGSR = 0.87$

Средний расход условного топлива, т/час , $BGYTSR = BGSR * QRK / 7000 = 0.87 * 9943 / 7000 = 1.236$

Максимальный расход натурального топлива, т/час , $BG = 0.87$

Расход условного топлива, т/год , $BTYT = BT * QRK / 7000 = 22.29 * 9943 / 7000 = 31.66$

Макс.расход условного топлива, т/час , $BGYT = BG * QRK / 7000 = 0.87 * 9943 / 7000 = 1.236$

Содержание азота в топливе (в % на горючую массу)

- среднее , $NGSR = 0$

- максимальное , $NG = 0$

Зольность топлива в %, средняя , $ARSR = 0.02$

Зольность топлива в %, максимальная , $AR = 0.031$

Сернистость топлива в %, средняя , $SRSR = 1.095$

Сернистость топлива в %, максимальная , $SR = 1.38$

Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, % , $Q4 = 0.1$

Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, % , $Q3 = 0.2$

Основные характеристики котла:

Тип котла: Водогрейный

Вид шлакоудаления: Жидкое

Номинальная теплопроизводительность котла, Гдж/ч , $QN = 70$

Максимальная фактическая теплопроизводительность, Гдж/ч , $QF = 70$

Средняя фактическая теплопроизводительность, Гдж/ч , $QFSR = 59$

Расчет объема сухих дымовых газов V_{cr} проводим по формуле,

$$V_{cr} = K * Q_{ri}, \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

где K - коэффициент, учитывающий характер топлива,

для топлива - бурые угли, $K = 0.375$

Таким образом, объем равен, нм³/кг топлива , $V_{CR} = K * Q_{RI} = 0.375 * 16.04 = 6.02$

Измеренная концентрация кислорода в месте отбора пробы дымовых газов, % , $O2 = 6.6$

По формуле (5) на стр.7 получаем, что коэффициент избытка воздуха в месте отбора пробы , $A = 21 / (21 - O2) = 21 / (21 - 6.6) = 1.458$

Максимальная измеренная концентрация NO_x, мг/нм³ , $NOXMAX = 539$

Средняя измеренная концентрация NO_x, мг/нм³ , $NOXSR = 451$

Средняя измеренная концентрация SO₂, мг/нм³ , $SO2SR = 0$

Максимальная измеренная концентрация CO, мг/нм³ , $COMAX = 48.2$

Средняя измеренная концентрация CO, мг/нм³ , $COSR = 22$

Получаем :

Максимальная массовая концентрация NO_x, мг/нм³

$$CNOXMAX = NOXMAX * A / 1.4 = 539 * 1.458 / 1.4 = 561.3$$

Средняя массовая концентрация NO_x, мг/нм³

$$CNOXSR = NOXSR * A / 1.4 = 451 * 1.458 / 1.4 = 469.7$$

Максимальная массовая концентрация CO, мг/нм³

$$CCOMAX = COMAX * A / 1.4 = 48.2 * 1.458 / 1.4 = 50.2$$

Средняя массовая концентрация CO, мг/нм³

$$CCOSR = COSR * A / 1.4 = 22 * 1.458 / 1.4 = 22.9$$

Общие выбросы оксидов азота составляет :

Максимально-разовый выброс, г/с , $G_{NOX} = C_{NOXMAX} * VCR * BPG * 0.278 * 10^{-3} = 561.3 * 6.02 * 17.13 * 0.278 * 10^{-3} = 16.1$

Годовой выброс, т/год , $M_{NOX} = C_{NOXSR} * VCR * BPT * 10^{-6} = 469.7 * 6.02 * 33850.9 * 10^{-6} = 95.7$

Выбросы диоксида азота :

Максимально-разовый выброс, г/с , $G_{NO2} = R_{NO2} * G_{NOX} = 0.8 * 16.1 = 12.88$

Годовой выброс, т/год , $M_{NO2} = R_{NO2} * M_{NOX} = 0.8 * 95.7 = 76.6$

Выбросы оксида азота :

Максимально-разовый выброс, г/с , $G_{NO} = R_{NO} * G_{NOX} = 0.13 * 16.1 = 2.093$

Годовой выброс, т/год , $M_{NO} = R_{NO} * M_{NOX} = 0.13 * 95.7 = 12.44$

Выбросы оксида углерода :

Максимально-разовый выброс, г/с , $G_{CO} = C_{COMAX} * VCR * BPG * 0.278 * 10^{-3} = 50.2 * 6.02 * 17.13 * 0.278 * 10^{-3} = 1.44$

Годовой выброс, т/год , $M_{CO} = C_{COSR} * VCR * BPT * 10^{-6} = 22.9 * 6.02 * 33850.9 * 10^{-6} = 4.67$

Замеренная концентрация твердых частиц в дымовых газах при работе котла на максимальной нагрузке, г/м³ , $CTV = 9.943$

Реальный объем дымовых газов при рабочих условиях и работе котла на максимальной нагрузке, м³/с , $VPT = 25.257$

Выброс твердых загрязняющих веществ :

Максимально-разовый выброс, г/с , $G = CTV * VPT = 9.943 * 25.257 = 251.1$

Выбросы загрязняющих веществ на источнике, определенные по данным инструментальных замеров составляют:

Примесь: 0301 Азота диоксид (Азот (IV) оксид)

Максимально-разовый выброс, г/с , $_G_ = 12.88$

Годовой выброс, т/год , $_M_ = 76.6$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид)

Максимально-разовый выброс, г/с , $_G_ = 2.093$

Годовой выброс, т/год , $_M_ = 12.44$

Примесь: 0337 Углерод оксид

Максимально-разовый выброс, г/с , $_G_ = 1.44$

Годовой выброс, т/год , $_M_ = 4.67$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем и др.)

Максимально-разовый выброс (без очистки), г/с , $G = 251.1$

Расчет выбросов твердых частиц:

Вид топлива : бурые угли

Доля золы, уносимой газами из котла , $AYN = 0.95$

Расход натурального топлива, т/год , $BT = 34192.81$

Максимальный расход натурального топлива, г/с , $BG = BG / 0.0036 = 17.3 / 0.0036 = 4805.6$

Кол-во летучей золы, т/г: , $MT = 0.01 * BT * ARSR * AYN = 0.01 * 34192.81 * 7.4 * 0.95 = 2403.8$

Кол-во коксовых остатков (сажи), т/г: , $MK = 0.01 * BT * Q4 * (QR / 32.68) = 0.01 * 34192.81 * 1 * (16.04 / 32.68) = 167.8$

Кол-во коксовых остатков(сажи), г/с: , $GK = 0.01 * BG * Q4 * (QR / 32.68) = 0.01 * 4805.6 * 1 * (16.04 / 32.68) = 23.6$

Вид топлива : мазут

Доля золы, уносимой газами из котла , $AYN = 0$

Расход натурального топлива, т/год , $BT = 22.29$

Макс.расход натурального топлива, г/с , $BG = BG / 0.0036 = 0.87 / 0.0036 = 241.7$

Кол-во коксовых остатков(сажи), т/г: , $MK = 0.01 * BT * Q4 * (QR / 32.68) = 0.01 * 22.29 * 0.1 * (41.6 / 32.68) = 0.0284$

Кол-во коксовых остатков(сажи), г/с: , $GK = 0.01 * BG * Q4 * (QR / 32.68) = 0.01 * 241.7 * 0.1 * (41.6 / 32.68) = 0.3077$

Итого по всем видам топлива:

Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем и др.)

Суммарное количество летучей золы (без очистки), т/год , $_M_ = 2403.8$

Максимально разовое количество летучей золы (без очистки) по данным инструментальных замеров, г/с , $G = 251.1$

Суммарное количество летучей золы (с очисткой), т/год , $M = _M_ * (1 - _KPD_ / 100) = 2403.8 * (1 - 97 / 100) = 72.1$

Максимально разовое количество летучей золы (с очисткой), г/с , $G = _G_ * (1 - _KPD_ / 100) = 251.1 * (1 - 97 / 100) = 7.53$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа)

Суммарный выброс сажи, т/год , $M = 167.8$

Максимально разовое кол-во сажи, г/с , $_G_ = 23.6$

Кпд очистки сажи, % , $KPD = 97$

Суммарное количество сажи (с очисткой), т/год , $M = _M_ * (1 - _KPD_ / 100) = 167.8 * (1 - 97 / 100) = 5.03$

Максимально разовое количество сажи (с очисткой), г/с , $G = _G_ * (1 - _KPD_ / 100) = 23.6 * (1 - 97 / 100) = 0.708$

Расчет выбросов окислов серы

Доля окислов серы, улавливаемых в сероуловителе : $NCSO2 = 0$

Время работы котла в год, часов , $T = 2326.93$

Время работы сероулавливающей установки в год, часов , $N0 = 0$

Тип золоуловителя: сухой

Вид топлива: бурые угли

Доля окислов серы, связываемых летучей золой в котле (доли от единицы):

$$NSO_2 = 0.05$$

$$\text{Выбросы окислов серы (без очистки), т/год, } M = 0.02 * BT * SRSR * (1 - NSO_2) * (1 - NSO_{2IS}) = 0.02 * 34192.81 * 0.2 * (1 - 0.05) * (1 - 0) = 129.9$$

$$\text{Максимальный расход натурального топлива, г/с, } BG = BG * 10^6 / 3600 = 17.3 * 10^6 / 3600 = 4805.6$$

$$\text{Выбросы окислов серы, г/с, } G = 0.02 * BG * SR * (1 - NSO_2) * (1 - NSO_{2IM}) = 0.02 * 4805.6 * 0.21 * (1 - 0.05) * (1 - 0) = 19.17$$

Вид топлива: мазут

Доля окислов серы, связываемых летучей золой в котле (доли от единицы): , $NSO_2 = 0.02$

$$\text{Выбросы окислов серы (без очистки), т/год, } M = 0.02 * BT * SRSR * (1 - NSO_2) * (1 - NSO_{2IS}) = 0.02 * 22.29 * 1.095 * (1 - 0.02) * (1 - 0) = 0.478$$

$$\text{Максимальный расход натурального топлива, г/с, } BG = BG * 10^6 / 3600 = 0.87 * 10^6 / 3600 = 241.7$$

$$\text{Выбросы окислов серы, г/с, } G = 0.02 * BG * SR * (1 - NSO_2) * (1 - NSO_{2IM}) = 0.02 * 241.7 * 1.38 * (1 - 0.02) * (1 - 0) = 6.54$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый)

$$\text{Кпд очистки, \% , } KPD = 100 * NCSO_2 * NO / T = 100 * 0 * 0 / 2326.93 = 0$$

Итого по всем видам топлива:

Количество выброшенных окислов серы без учета очистки , т/год , $M = 130.4$

Максимально разовое количество выброшенных окислов серы (без очистки), г/с

$$G = 19.17$$

Расчет выбросов мазутной золы

Очистка поверхности котла производится в остановленном состоянии

Котел без промпароперегревателя

Доля ванадия, оседающего на поверхн.нагрева котла , $NOS = 0.05$

Вид топлива: бурые угли

При сжигании данного вида топлива не образуется мазутной золы

Вид топлива: мазут

Содержание оксидов ванадия в мазуте , г/т

$$\text{- среднее , } GISR = 2222 * ARSR = 2222 * 0.02 = 44.4$$

$$\text{- максимальное , } GI = 2222 * AR = 2222 * 0.031 = 68.9$$

$$\text{Выбросы мазутной золы, т/год, } M = 10^{(-6)} * GISR * BT * (1 - NOS) = 10^{(-6)} * 44.4 * 22.29 * (1 - 0.05) = 0.00094$$

$$\text{Выбросы мазутной золы, г/с, } G = 0.278 * 10^{(-3)} * GI * BG * (1 - NOS) = 0.278 * 10^{(-3)} * 68.9 * 0.87 * (1 - 0.05) = 0.01583$$

Итого по всем видам топлива:

Примесь: 2904 Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/

Общая степень улавливания твердых частиц, % , $NZI = 58.2$

Кпд очистки мазутной золы, % (приложение Ж1) , $KPD = 0$

Количество загрязняющего вещества (без очистки), т/год , $M = 0.00094$

Максимально разовое количество загрязняющего вещества (без очистки), г/с,

$$G = 0.01583$$

Расчет выбросов окиси углерода

Удельный вес оксида углерода при н.у., кг/м³: , $U = 1.25$

Теплота сгорания оксида углерода, кДж/м³: , $QCO = 12650$

Вид топлива: мазут

Теплота сгорания, ккал/кг , $QRK = 9943$

Пересчет в Кдж/кг , $QR = QRK * 4.186 = 9943 * 4.186 = 41621.4$

Коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие хим. неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в дымовых газах продуктов неполного сгорания окиси углерода: , $RI = 0.65$

Кол-во оксида углерода в зависимости от вида сжигаемого топлива, кг/т

$$CCO = 0.01 * Q3 * (RI * QR * U / (QCO * 0.001)) = 0.01 * 0.2 * (0.65 * 41621.4 * 1.25 / (12650 * 0.001)) = 5.35$$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, т/год: , $M = 0.001 * CCO * BT * (1 - Q4 / 100) = 0.001 * 5.35 * 22.29 * (1 - 0.1 / 100) = 0.1191$

Максимальный расход натурального топлива, г/с , $BG = 241.7$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, г/сек: , $G = 0.001 * CCO * BG * (1 - Q4 / 100) = 0.001 * 5.35 * 241.7 * (1 - 0.1 / 100) = 1.292$

Итого по всем видам топлива:

Примесь: 0337 Углерод оксид

Количество выброшенных окислов углерода, т/год , $M = 4.7891$

Максимально разовое количество выброшенных окислов углерода, г/с , $G = 1.44$

Время работы котла в год, часов ,

$$T = 2326.93$$

Тип золоуловителя: сухой

Наименование очистной установки , $ОСН =$ Электрофильтр УГ/2-3-53-04

КПД очистки (по золе), % , $NZU = 97$

Исходные данные по котлу:

Фактическая паропроизводительность (нагрузка) котла, кг/с , $DF = 70$

Номинальная паропроизводительность котла, кг/с , $DN = 70$

Коэффициент избытка воздуха в дым. газах на выходе из топки , $AT = 1.381$

Конструкция нижней части топки: При жидком шлакоудалении

Коэффициент, характеризующий конструкцию нижней части топки , $A = 0.378$

Вид топлива N1: бурые угли

Месторождение и марка топлива: Канско-Ачинский (Ирша-Бородинский); Б2Р

Полный расход топлива при макс. нагрузке, т/ч , $BGTONN = 17.3$

$$\text{или в кг/с , } BG = BGTONN / 3.6 = 17.3 / 3.6 = 4.81$$

Среднегодовой расход топлива на котел, т/год , $BM = 34192.81$

Низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг , $QRI = 16.04$

Коэффициент, учитывающий нагрузку котла по формуле, $KD = (DF / DN) ^{1.1} = (60 / 60) ^{1.1} = 1$

Концентрацию бензапирена (мкг/м³) для угля определяем для по формуле, $CBENO = A * QRI * KD / EXP(1.5 * AT) = 0.378 * 16.04 * 1 / 7.9367193 = 0.764$

Коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности золоуловителем , $Z = 0.7$

Концентрация бензапирена с учетом влияния золоуловителя, мкг/м³ , $CBEN = CBENO * (1 - NZU * Z / 100) = 0.764 * (1 - 97 * 0.7 / 100) = 0.245$

Коэффициент, учитывающий характер топлива, $K = 0.375$

Объем сухих дымовых газов $V_{сг}$, нм³/кг при $At = 1.4$ составит , $VCR = K * QRI = 0.375 * 16.04 = 6.02$

Примесь: 0703 Бензапирен (3,4-Бензапирен)

КПД очистки, % , $KPD = Z * NZU = 0.7 * 97 = 67.9$

Максимальный разовый выброс (без очистки), г/с , $G = BG * VCR * CBENO * 10^{-6} = 4.81 * 6.02 * 0.764 * 10^{-6} = 0.00002212$

Максимальный разовый выброс (с очисткой), г/с , $G = G * (1 - KPD / 100) = 0.00002212 * (1 - 67.9 / 100) = 0.0000071$

Годовой выброс (без очистки), т/год , $_M_ = BM * VCR * CBENO * 10^{-9} = 34192.81 * 6.02 * 0.764 * 10^{-9} = 0.0001573$

Годовой выброс (с очисткой), т/год , $M = BM * VCR * CBENO * 10^{-9} * (1 - KPD / 100) = 34192.81 * 6.02 * 0.764 * 10^{-9} * (1 - 67.9 / 100) = 0.0000505$

Таблица 6.2 –Перечень выбросов от установленного котла КВТК 70-150

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	12.88	76.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	2.093	12.44
0328	Углерод (Сажа)	0.708	5.03
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	19.17	130.4
0337	Углерод оксид	1.44	4.67
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.0000071	0.0000505
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/	0.01583	0.00094
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем и др.)	7.53	72.1
Итого		43.81	301.3

При установке нового водогрейного котла КВТК 70-150 нормы ПДК не будут превышать, из таблицы 6.2 это видно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По совокупности полученных результатов, применительно к планируемой на ближайшую перспективу модернизации котельной ООО «КраМЗЭнерго» представляется возможным сформулировать нижеследующие выводы:

1. На сегодняшний день модель водогрейного котла ЭЧМ-60-2 является морально-устаревшей, что обусловлено следующим перечнем его недостатков:

- негазоплотное исполнение поверхностей нагрева;
- тяжелая обмуровка;
- обгорание горелок из-за затягивания в них факела (особенно на пониженных нагрузках);
- низкий КПД брутто;
- высокие выбросы оксидов азота.

2. С точки зрения аэродинамики топочного процесса, его надежности и экономности наиболее предпочтительным для котельной ООО «КраМЗЭнерго» является выбор недостающего водогрейного котла ст.№8 в виде модели КВ-ТК-70-150 предприятие-изготовитель- ПК «Сибэнергомаш», г.Барнаул), при проектировании которого необходимо просчитать вариант с НТВ-технологией сжигания топлива, перечень тягодутьевого оборудования, поставляемого в комплекте с данным котлом, включает дымосос Д20Х2, дутьевой вентилятор ВДН-19К и дымосос ДН-12,5У. В качестве недостатка котла КВ-ТК-70-150 можно отметить наличие в его компоновке пылепроводов большой длины, работающих под давлением.

3. При эксплуатации котла КВ-ТК-70-150 предусматривается использование соответствующей технологической оснастки согласно следующему перечню:

- две молотковые мельницы ММТ-1500/1910/740;
- пылегазоочистной электрофильтр типа УГ-2-3-53-04;
- четыре аппарата водяной очистки топочных экранов типа 221 ЭОБ00200.000 (предприятие - изготовитель - ОАО «Красмашзавод», г. Красноярск);
- комплект оборудования системы контроля и управления котлом с программно-техническим комплексом «Siemens» (разработка проекта и монтаж данной системы могут быть выполнены Красноярским филиалом ОАО «Сибирский ЭНТЦ»).

СПИСОК ИСОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инвестиционная программа ООО «КраМЗЭнерго» на 2016-2017 годы. - Красноярск: КраМЗЭнерго, 2015, стр. 3.
2. Расширение котельной и магистральных тепловых сетей от котельной КраМЗа до ЦТП: Технический проект. - Свердловск: УралВНИПИЭНЕРГОПРОМ, 1975, стр. 22.
3. Технический отчет по режимно-наладочным испытаниям котлоагрегата ЭЧМ-60-2 (ст. №5-7) котельной КраМЗа. - Красноярск: Сибтехмонтаж, 1986, стр. 24.
4. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества: ГОСТ Р 51 232-98, стр. 14.
5. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов: ГТБ 10-574-03, стр. 124.
6. Гигиенические требования к качеству централизованной системы питьевого водоснабжения: СанПиН 2.1.4.1074-01, стр. 21.
7. Санитарные правила устройства эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения: СП 4723-88, стр. 29.
8. Методические указания по надзору за водно-химическим режимом паровых и водогрейных котлов: РД 10-165-97. - М.: НПО ЦКТИ, 1998, стр. 231.
9. Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно-химического режима паровых и водогрейных котлов: РД 10-179-98. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1998, стр. 44.
10. Нормы качества подпиточной и сетевой воды тепловых сетей: СО 153.34.37.504-83.-М.: Союзтехэнерго, 1984, стр. 83.
11. Методические указания по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей: СО 153-34.37.506-88. - М.: ВТИ, 1996, стр. 48.
12. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления: Справочник.-М.: Энергоатомиздат, 1990, стр. 147.
13. Справочник по котельным установкам малой производительности - [проф. Роддатиса К.Ф. - М.: Энергоатомиздат, 1989, стр. 61.
14. Рабочие инструкции промышленно - отопительной котельной ООО «КраМЗЭнерго» 2016г.
15. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС, РД 34.02.305-98"2. п. 2.2.4 "Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух" (Дополненное и переработанное). СПб, НИИ Атмосфера, 2012г.